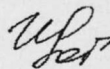


На правах рукописи



РАХИМОВА ШАУРА ГАЗИМЬЯНОВНА

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ
СОВМЕСТНО С УГЛЕВОДОРОДНЫМИ РАСТВОРИТЕЛЯМИ ДЛЯ
РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ**

Специальность 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений»

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Бугульма - 2009

Работа выполнена в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть» им. В.Д.Шашина.

Научный руководитель доктор технических наук, академик АН РТ
Ибатуллин Равиль Рустамович

Официальные оппоненты: доктор технических наук
Мусабилов Мунавир Хадеевич

кандидат технических наук
Янгуразова Зумара Ахметовна

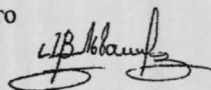
Ведущее предприятие: ООО Научно-производственное объединение
"Нефтегазтехнология" (г. Уфа)

Защита состоится 26 ноября 2009 г. в 14 часов на заседании диссертационного совета Д 222.018.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М.Джалиля, д. 32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти.

Автореферат разослан 24 октября 2009 г.

Ученый секретарь диссертационного
совета, кандидат технических наук



И.В.Львова

НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА КГУ



0000643178

Актуальность проблемы.

Важнейшей составляющей сырьевой базы нефтяной отрасли не только России, но и ряда других нефтедобывающих стран мира являются запасы тяжелых и сверхвязких нефтей. По оценкам специалистов, мировые запасы их оцениваются в 810 млрд. тонн, что почти в пять раз превышает остаточные извлекаемые запасы нефтей малой и средней вязкости, составляющие 162,3 млрд. тонн.

Высокий ресурсный потенциал данного вида углеводородного сырья обуславливает тот факт, что его разработке нефтяные компании уделяют все большее внимание. К настоящему времени среднегодовая суммарная добыча таких нефтей в мире приближается к 500 млн. тонн, а накопленная добыча превышает 14 млрд. тонн.

На территории республики Татарстан имеются большие запасы тяжелых нефтей. Всего выявлено более 450 залежей преимущественно в отложениях пермской системы. Из них запасы двух месторождений – Мордово-Кармальского и Ашальчинского – разрабатываются в опытно-промышленном режиме.

Проведенные в республике Татарстан исследования и опытно-промышленные работы по изысканию методов извлечения тяжелых нефтей показали перспективность и рентабельность разработки залежей битуминозных пород с применением тепловых методов.

Все тепловые методы имеют ограничения в применении, связанные с геолого-физическими характеристиками залежей тяжелых нефтей, такими как высокая водонасыщенность или наличие подошвенной воды, вертикальная трещиноватость, низкая пористость и низкая теплопроводность. В коллекторах, где толщина пластов относительно небольшая (менее 15 метров), потеря тепла в перекрывающих и подстилающих породах делает добычу с помощью тепловых методов экономически невыгодной. В качестве альтернативы парогравитационному режиму для таких коллекторов R. Butler и I. Mokrys

предложили так называемый VAPEX метод, при котором осуществляется закачка растворителя в пласт в режиме гравитационного дренажа.

Известна закачка углеводородных газов (парафиновых растворителей), таких как метан, пропан, бутан и их смеси под высоким давлением. Этот метод требует наличия поблизости источника углеводородных газов и высокотехнологичного оборудования для их закачки.

Месторождения тяжелых нефтей и битумов Республики Татарстан характеризуются малой глубиной залегания продуктивного пласта (менее 100 м) и низкими пластовыми давлениями. В таких условиях закачка углеводородных газов под высоким давлением в качестве растворителей неприемлема. Наиболее подходящими растворителями для вытеснения тяжелых нефтей и битумов, содержащихся в слабоцементированных песчаниках уфимского яруса, являются углеводородные жидкости (углеводородные растворители), которые эффективно снижают вязкость нефти и увеличивают ее подвижность.

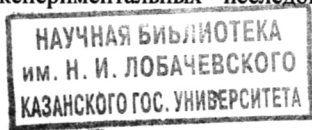
Для разработки трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей и битумов требуются новые комплексные методы, позволяющие использовать, например, преимущества теплового воздействия и эффективность закачки углеводородных растворителей. Поэтому для повышения эффективности разработки тяжелых нефтей и битумов становится актуальной задачей изучение применения теплового воздействия совместно с углеводородными растворителями.

Цель работы. Повышение эффективности разработки залежей тяжелых нефтей за счет применения теплового воздействия совместно с углеводородными растворителями.

Основные задачи исследований:

Анализ и обобщение результатов теоретических и экспериментальных исследований в области применения углеводородных растворителей для разработки трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей.

Проведение экспериментальных исследований физико-химических и



вязкостных свойств тяжелых нефтей Ашальчинского и Мордово-Кармальского месторождений, содержащихся в песчаниках шешминского горизонта уфимского яруса, в присутствии различных углеводородных растворителей в широком интервале температур. Теоретическое обоснование выбора растворителя для указанных нефтей на основе статистической обработки полученных результатов.

Исследование зависимости эффективности вытеснения тяжелой нефти при паротепловом воздействии совместно с углеводородными растворителями от способа закачки растворителя и содержания его в композиции в широком температурном интервале.

Разработка технологического процесса выработки залежей трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей Ашальчинского и Мордово-Кармальского месторождений совместно с углеводородными растворителями.

Методика исследований. Решение поставленных задач основано на анализе и обобщении результатов теоретических и экспериментальных работ в области применения углеводородных растворителей для разработки трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей, промысловых исследованиях, лабораторных экспериментах на основе физического моделирования теплового воздействия совместно с растворителями, использования статистических методов обработки данных.

Научная новизна диссертационной работы:

1. Получена статистически значимая зависимость коэффициента вязкости тяжелой нефти Ашальчинского месторождения при скорости сдвига 146 с^{-1} от содержания углеводородных растворителей в интервале температур от 8°C до 90°C .

2. Установлена зависимость величины коэффициента вытеснения тяжелой нефти от объема закачанного растворителя, составляющего от 10 % до 30 % от объема пор, в диапазоне температур от 70°C до 150°C .

3. Научно обоснованы критерии применимости углеводородных растворителей для совместного применения с теплоносителями при разработке

запасов тяжелых нефтей Ашальчинского и Мордово-Кармальского месторождений.

4. Установлено, что при применении теплового воздействия совместно с углеводородными растворителями увеличение температуры до 150 °С влияет на величину первичного коэффициента вытеснения нефти паром, а увеличение объема растворителя до 30 % от объема пор на величину конечного коэффициента вытеснения нефти.

Основные защищаемые положения:

1. Статистические модели зависимости коэффициента вязкости тяжелой нефти от типа и содержания растворителя в широком температурном интервале.

2. Статистические модели зависимости коэффициента вытеснения тяжелой нефти от объема растворителя при различных температурах.

3. Технологические процессы разработки залежей тяжелых нефтей Ашальчинского и Мордово-Кармальского месторождений при применении теплового воздействия совместно с углеводородными растворителями.

Практическая значимость работы. В ходе научных исследований выработаны критерии выбора углеводородного растворителя для совместного применения в технологиях паротеплового воздействия.

Определены оптимальные объемы оторочки растворителя при совместном применении с тепловым воздействием.

Рекомендованы составы растворителей и способ закачки растворителя и теплоносителя.

Разработаны статистические модели, позволяющие прогнозировать коэффициент вязкости и фильтрационные свойства тяжелых нефтей Ашальчинского месторождения при изменении объемов закачки и типа растворителя в широком температурном интервале.

Результаты проведенных в работе теоретических, лабораторных и промысловых исследований легли в основу рекомендаций по отчету "Разработка технологии паротеплового воздействия в композиции с

растворителями". Разработаны варианты технологического процесса паротеплового воздействия в композиции с растворителями. Разработан руководящий документ РД 153-39.1-604-08.

Разработана схема закачки теплоносителя и углеводородного растворителя.

Промысловые испытания разработанной технологии проводятся на опытном участке скважины № 97 Мордово-Кармальского месторождения.

По двум техническим решениям, предложенным при выполнении работы, получены положительные решения о выдаче патента на изобретение от 27.08.09 по заявке № 2008133830 "Способ разработки залежи высоковязкой нефти" и на полезную модель от 02.07.09 по заявке № 2009122155 "Система для закачки теплоносителя и углеводородного растворителя".

Апробация работы. Основные результаты, изложенные в диссертационной работе, докладывались на:

- IV Всероссийской научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия» (Москва, июнь 2008 г.);

- Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов» (Казань, сентябрь 2008 г.);

- совещании специалистов ОАО "Татнефть" по вопросу "Разработка высоковязких нефтей и природных битумов", г. Нурлат, апрель 2009 г.;

- Международной научно-практической конференции "Нефтегаз-переработка-2009", Уфа, май 2009;

- II Международном научном симпозиуме "Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов" Москва, 15-16 сентября 2009 г.

Публикации. Основные положения диссертационной работы изложены в 8 публикациях, в т.ч. в 3 статьях из списка научных журналов, рекомендованных ВАК РФ.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического списка из 126

наименований и содержит 134 страницы машинописного текста, 21 рисунок и 31 таблицу.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** содержится общая характеристика работы, обоснована её актуальность, указаны цели диссертационной работы, научная новизна и её практическая значимость.

В **первой главе** приводится обзор методов добычи тяжелых нефтей, осуществляемых при тепловом воздействии на пласт. Основы их применения были заложены такими учеными как Р.М. Абдулхаиров, И.Д. Амелин, Д.Г. Антониади, Н.К. Байбаков, К.С. Басниев, Р.М. Батлер, А.А. Боксерман, Ж. Бурже, А.Р. Гарушев, Я. Гейтс, Р.Н. Дияшев, С.А. Жданов, Ю.П. Желтов, А.Б. Золотухин, Р.Р. Ибатуллин, В.И. Кудинов, Г.Е. Малофеев, Р.Х. Муслимов, Л.М. Рузин, И.А. Чарный, Р.Т. Фазлыев, Фарук Али, Ж. Фогель, Э.Б. Чекалюк, З.А. Янгуразова и др.

В связи с трудностями, возникающими при разработке битуминозных песков с помощью методов теплового воздействия, для повышения подвижности тяжелых нефтей было предложено дополнительно использование растворителей. Основы их применения и методы расчета параметров были изложены в работах Р.М. Батлера, К.И. Веревкина, А. Гатекы, Я. Гейтса, С. Гиттинса, И.Ф. Глумова, С. Гупты, Н.Ф. Дорошука, К. Джианга, П.И. Забродина, Т.Р. Ибатуллина, Г. Киссела, Г. Лима, Т.М. Мамедова, И. Мокриса, Д. Неннингера, Н.Л. Раковского, Г.В. Романова, З.Г. Сайфуллина, М.И. Старшова, Фарука Али, А.Х. Фаткуллина, Т. Фраунфельда, Р.С. Хисамова, М.Р. Якубова и др.

Как уже указывалось к числу способов добычи тяжелых нефтей и битумов с использованием растворителей относится VAPEX метод (vapor extraction process). Кроме классического VAPEX метода появились различные модификации с использованием растворителей, такие как SAP, SAVEX, BUTEX, LASER, направленные на повышение эффективности пароциклического воздействия, отличающиеся друг от друга стадией введения

растворителя и его объемами.

В результате обзора отечественной и зарубежной научно-технической и патентной литературы были сделаны следующие выводы:

- применение растворителей для извлечения тяжелых нефтей существенно повышает эффективность вытеснения нефти за счет снижения её вязкости;
- перспективным направлением совершенствования теплового воздействия является совместное применение его с углеводородными растворителями.

В итоге на основе анализа литературных и патентных источников сформулированы задачи исследований диссертационной работы.

Во **второй главе** представлены результаты исследований физико-химических свойств углеводородных растворителей и вязкостных характеристик тяжелых нефтей Ашальчинского и Мордово-Кармальского месторождений в присутствии указанных растворителей.

С целью выбора подходящего растворителя для применения совместно с тепловым воздействием в работе исследованы физико-химические свойства следующих растворителей: "МИА-пром", кичуйский нестабильный бензин, абсорбент Н, девонская нефть, нефрас 120/200, смесовый растворитель МС-50, нефрас 130/150, нефрас 150/200, нефрас 150/330, дистиллят 30/215, дизельное топливо, абсорбент А-2, печное топливо, абсорбент 50/370.

В работе проведены исследования влияния углеводородных растворителей на способность снижать межфазное натяжение на границе раздела "тяжелая нефть/вода".

Установлено, что наиболее эффективно снижает межфазное натяжение на границе нефть/вода растворитель нефрас 150/200, который представляет собой смесь предельных и ароматических углеводородов.

В работе изучена коррозионная активность нефтяных растворителей с использованием гравиметрического метода, применяемого в нефтяной промышленности для подбора и оценки ингибиторов коррозии.

Экспериментально установлено, что рассмотренные нефтяные растворители обладают высоким защитным эффектом по отношению к нефтяному оборудованию, что очень актуально для паротеплового воздействия, при котором из-за высоких температур возрастает скорость коррозии металла.

Критерием для оценки растворителя с точки зрения способности образовывать стабильные однородные смеси с определенным продуктом является растворяющая способность. В работе проведены лабораторные исследования растворяющей способности нефтяных растворителей методом экстракции тяжелой нефти из битуминозного песчаника уфимского яруса. Результаты по определению растворяющей способности различных растворителей относительно тяжелой нефти Ашальчинского месторождения представлены на рисунке 1.

Установлено, что самой низкой растворяющей способностью обладает растворитель дистиллят (4,67 %), а самый высокий показатель имеет растворитель нефрас 150/330 (15,10 %). Остальные исследованные растворители, кроме дизельного топлива, обладают хорошими растворяющими способностями с близкими значениями.

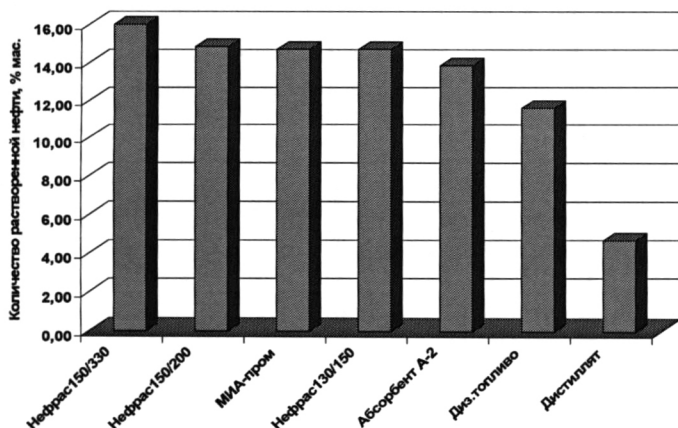


Рисунок 1 – Растворяющие способности различных растворителей

Определено влияние температуры на растворяющую способность растворителя методом экстрагирования образца битуминозной породы при температурах 25 °С и 90 °С. В исследуемом образце битуминозного песчаника при воздействии растворителем повышенной температуры (90 °С) снизилось содержание асфальтенов в 1,7 раза и содержание смол – в 1,3 раза по сравнению с действием растворителя при температуре 25 °С (рисунок 2).

Установлено, что растворяющая способность растворителя по отношению к тяжелой нефти с ростом температуры увеличивается.

Изучен процесс осаждения асфальто-смолистых веществ, которые являются основной причиной аномальной вязкости тяжелых нефтей, на примере нефтей Ашальчинского и Мордово-Кармальского месторождений. Из всех исследованных растворителей образование осадка асфальто-смолистых веществ наблюдается в растворе Мордово-Кармальской нефти в дистилляте и в растворе Ашальчинской нефти в печном топливе.

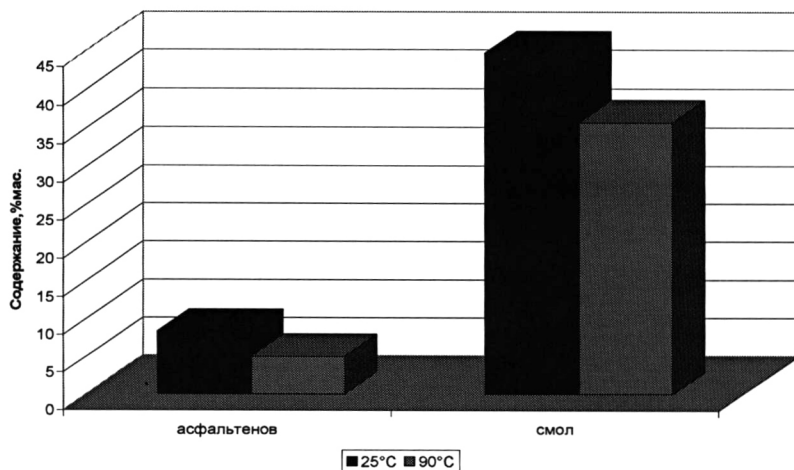


Рисунок 2 – Остаточное содержание смол и асфальтенов в породе после экстракции растворителем при разных температурах.

В таблице 1 приведено количественное содержание осажденных асфальто-смолистых веществ в указанных растворителях. Количество

выпавших асфальто-смолистых веществ Ашальчинской нефти в печном топливе на порядок ниже, чем в дистилляте.

Таблица 1 – Оценка осаждаемости асфальто-смолистых веществ тяжелых нефтей в различных растворителях (содержание осадка, % мас.)

Растворитель	Мордово-Кармальская нефть		Ашальчинская нефть	
	Оптическая плотность при $\lambda=540\text{nm}$	Наличие асфальтенов, %	Оптическая плотность при $\lambda=540\text{nm}$	Наличие асфальтенов, %
Толуол (для сравнения)	0,318	нет	0,169	нет
Печное топливо	0,295	нет	0,208	0,34
Дистиллят	0,187	4,3	0,154	6,2

Установлено, что все исследованные нефтяные растворители, кроме дистиллята, применимы в технологиях паротеплового воздействия для разработки тяжелой нефти Мордово-Кармального и Ашальчинского месторождений. В случае применения растворителя печное топливо для разработки месторождения Ашальчинской нефти надо учесть геолого-физические характеристики предполагаемых участков и не применять его для низкопроницаемых коллекторов.

Исследовано влияние растворителей на устойчивость водонефтяных эмульсий, образующихся с Ашальчинской и Мордово-Кармальской нефтями в присутствии растворителей "МИА-пром", нефрас-150/330, абсорбент-А-2 при температурах 20 °С и 95 °С. Время наблюдения за эмульсиями при 95 °С составило 8 часов, а при температуре 20 °С в течение суток.

Установлено, что все изученные нефтяные растворители при температуре 95 °С ускоряют процесс разрушения водонефтяных эмульсий, приготовленных на основе тяжелых нефтей указанных месторождений (рисунок 3а).

Выявлено, что скорость разрушения эмульсий при температуре 20 °С. намного ниже, чем при высоких температурах, но все же превышает скорость разрушения контрольных водонефтяных эмульсий, не содержащих растворитель (рисунок 3б).

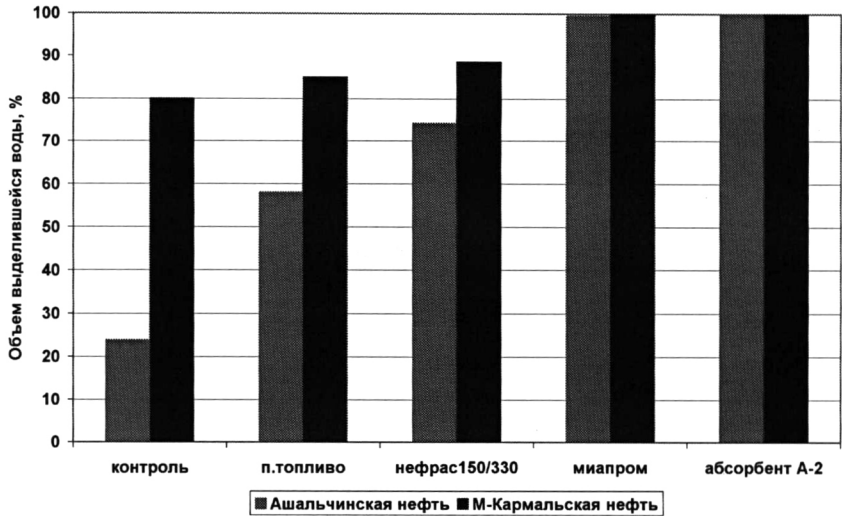


Рисунок 3а – Влияние растворителей на стойкость нефтяных эмульсий при температуре 95 С.

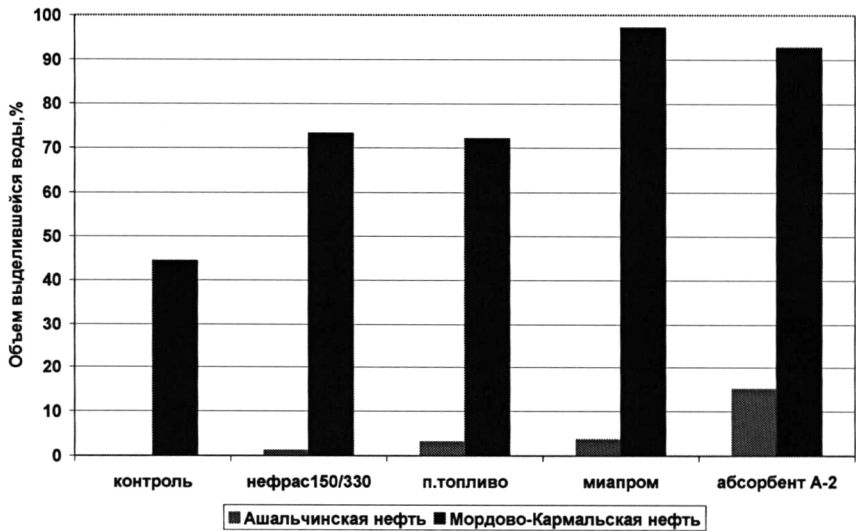


Рисунок 3б – Влияние растворителей на стойкость эмульсий при температуре 20 °С.

На основе проведенных исследований выработаны критерии применимости углеводородных растворителей для разработки тяжелых нефтей совместно с тепловым воздействием. Растворители должны обладать следующими характеристиками: высокой растворяющей способностью относительно тяжелых нефтей, способностью снижать межфазное натяжение на границе раздела "тяжелая нефть-вода", низкой коррозионной активностью по отношению к нефтяному оборудованию, отсутствием осаждаемости асфальто-смолистых веществ тяжелых нефтей в данном растворителе, способностью снижать устойчивость водонефтяных эмульсий.

В диссертационной работе разработаны статистические модели расчета коэффициента вязкости тяжелой нефти Ашальчинского месторождения в зависимости от типа и содержания растворителя в широком температурном интервале. Величины динамической вязкости нефтей Ашальчинского и Мордово-Кармальского месторождений, содержащих растворители, определялись на реовискозиметре Rheomat-180 (фирма Mettler, Швейцария).

Для расчетов был проведен многофакторный анализ и построена корреляционная матрица по следующим показателям: тип растворителя, вязкость раствора нефти и растворителя, содержание (концентрация) растворителя, температура раствора нефти и растворителя.

В результате проведенного анализа подтверждено, что статистическая зависимость вязкости нефти от концентрации растворителя и температуры описывается формулой:

$$\mu(T) = Ae^{-b \cdot T}, \quad (1)$$

где значимый коэффициент корреляции для рассматриваемого числа степеней свободы составляет 0,925,

μ – вязкость нефти, мПа·с,

T – температура, °С,

A и b – коэффициенты, зависящие от типа растворителя, его содержания и рассчитываются по формулам (приведенные коэффициенты рассчитаны для растворителя абсорбент А-2):

$$A = 11007 \cdot e^{0,1135 \cdot i - (0,721 \cdot i + 15,004) \cdot C_{[P]}} \quad (2)$$

где $C_{[P]}$ – концентрация растворителя в смеси, д.ед.

i – коэффициент, зависящий от вида растворителя

$$b = -0,0714 - 0,001 \cdot i + 0,1331 \cdot (C_{[P]}) \cdot e^{0,0376 \cdot i} \quad (3)$$

При изменении переменных для этой модели в следующих пределах: температуры от 8 °С до 90 °С, концентрация растворителя от 5 %.до 20 %.

Вид зависимости вязкости от концентрации растворителя и температуры для растворителя абсорбент А-2 представлен на рисунке 4.

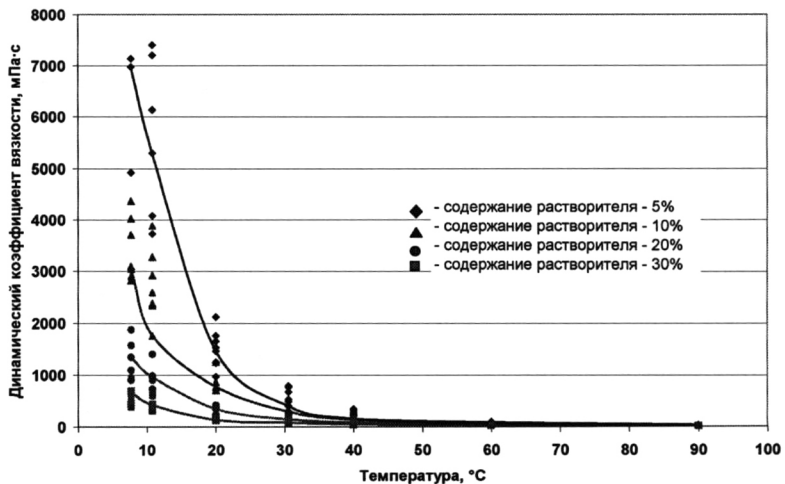


Рисунок 4 – Зависимость коэффициента вязкости нефти Ашальчинского месторождения от температуры при разном содержании растворителя абсорбент А-2.

Третья глава посвящена анализу результатов физического моделирования процесса паротеплового воздействия совместно с растворителями, а также исследованиям зависимости фильтрационных характеристик тяжелых нефтей от способа закачки растворителя, от их количественного содержания и температуры.

Разработана методика исследования процесса вытеснения тяжелой нефти при повышенных температурах (150 °С) на линейных моделях пласта, в качестве которых использовались прямые холодильники Либиха. После закачки пара при температуре 150 °С осуществлялась последовательная закачка растворителя в количестве 50 % объема пор модели или совместная закачка растворителя с паром в объеме 30 % от объема пор. При уменьшении объема растворителя в 1,6 раза конечный коэффициент вытеснения тяжелой нефти снизился в 1,04 раза для "МИА-пром"а и в 1,09 раза для нефраса 150/330 (таблица 2).

Установлено, что совместная закачка водяного пара и растворителя более эффективно вытесняет тяжелую нефть Мордово-Кармальского месторождения, чем последовательная закачка водяного пара и растворителя.

Таблица 2 – Результаты вытеснения Мордово-Кармальского нефти водяным паром и растворителем

Способ закачки	Объем раство- рителя	Растворитель	Коэффициент вытеснения нефти		Конеч- ный Квыт. %
			паром Квыт.1, %	раствори- телем Квыт.2, %	
Последо- вательная	50 % Vпор	"МИА-пром"	51,6	38,8	89,9
		нефрас 150/330	52,1	38,1	90,2
		абсорбент Н	53,0	13,96	67,0
Совмест- ная	30 % Vпор	"МИА-пром"	58,69	28,04	86,51
		нефрас 150/330	56,7	26,4	82,38

Полученные результаты также свидетельствуют о том, что эффективность вытеснения тяжелой нефти растворителем абсорбент Н намного ниже по сравнению с другими исследованными растворителями.

Коэффициенты довытеснения тяжелой нефти растворителями "МИА-пром" и нефрас 150/330 практически одинаковы и составляют 38,0 %, а коэффициент довытеснения тяжелой нефти абсорбентом Н почти в три раза ниже и равен 13,9 %. Эти различия в эффективности процесса вытеснения

тяжелой нефти растворителями объясняются природой самих растворителей. В абсорбенте Н преобладает смесь парафино-олефиновых углеводородов (фракция $C_5 - C_7$), в то время как нефрас 150/330 представляет собой широкую фракцию алкилбензольных (ароматических) углеводородов $C_9 - C_{10}$, а "МИА-пром" является смесью предельных и ароматических углеводородов.

Установлено, что для вытеснения тяжелой нефти предпочтительны растворители, представляющие смеси с преобладанием алкилбензольных (ароматических) углеводородов.

При применении термических методов воздействия на пласт часть теплоносителя извлекается в виде попутно добываемой воды повышенной температуры. В целях повторного применения попутно добываемой горячей воды в работе рассмотрены варианты использования горячей воды с температурой от 70°C до 90°C в качестве теплоносителя совместно с растворителями.

В экспериментах с Мордово-Кармальской нефтью установлено, что при температуре 70°C , в отличие от испытаний тяжелой нефти Ашальчинского месторождения, наблюдается приток нефти после первичного вытеснения нефти горячей водой. Первичный коэффициент вытеснения нефти в среднем составил 5,8 %. В экспериментах с Ашальчинской нефтью приток нефти после первичного вытеснения горячей водой наблюдается только при температуре 90°C и составляет 5,2 %.

Исследовано влияние на эффективность вытеснения тяжелой нефти Ашальчинского месторождения объема растворителя, закачанного совместно с паром, и температуры проведения экспериментов. Опыты проводились при температурах 70°C , 110°C и 150°C . В качестве растворителя использовался абсорбент 50/370, который является побочным продуктом производства синтетического каучука. Объем растворителя менялся от 10 % до 30 % порового объема модели. Вязкость тяжелой нефти равнялась 4480 мПа·с при скорости сдвига 27 с^{-1} и температуре 20°C . В процессе вытеснения постоянно отбирали жидкость на выходе из модели, что позволило оценить текущий и

конечный коэффициенты вытеснения. Кроме этого, было рассчитано текущее паронефтяное отношение (ПНО). Результаты приведены в таблице 3.

Паронефтяное отношение является одним из основных критериев экономической эффективности паротеплового воздействия и определяется объемом пара, затраченного на добычу одной тонны нефти. Чаше всего экономически оправдано применение паротеплового воздействия при величинах ПНО менее 3. Добавка растворителя к пару ведет к существенному снижению текущего паронефтяного отношения.

Следовательно, совместное применение теплового воздействия с растворителем ведет к сокращению объемов закачиваемого пара.

Таблица 3 – Результаты вытеснения нефти при совместном воздействии паром и растворителем при разных температурах

растворителем при разных температурах					
Растворитель, Абсорбент 50/370	Коэффициент вытеснения нефти, %		Текущее паронефтяное отношение, мл/мл		Конечный Кввт. %
	пар	пар+рас- творитель	пар	пар+рас- творитель	
150 °C					
30% Vпор	50,58	23,40	4,0	1,9	73,98
20% Vпор	48,57	15,52	4,1	2,6	64,09
15% Vпор	46,48	13,96	3,9	2,9	60,44
10% Vпор	43,76	12,06	4,1	3,3	55,82
110 °C					
30% Vпор	28,60	37,99	7,1	2,2	66,59
20% Vпор	23,23	36,92	8,1	2,7	60,15
15% Vпор	24,23	28,78	7,9	3,3	52,87
10% Vпор	24,63	21,39	7,9	4,7	46,02
70 °C					
30% Vпор	2,44	62,79	77,8	2,8	65,23
20% Vпор	3,11	56,48	71,4	4,4	59,59
15% Vпор	0,0	48,98	78,2	5,6	48,98
10% Vпор	0,69	40,45	87	8,4	41,14

С ростом температуры проведения экспериментов и с увеличением объема закачанного растворителя показатели процесса вытеснения нефти

улучшаются. Но при этом, увеличение температуры в большей степени влияет на величину первичного коэффициента вытеснения нефти паром. Растворитель довытесняет оставшуюся нефть тем эффективнее, чем больше его объем. Средний прирост коэффициента вытеснения нефти растворителем по всем экспериментам составил около 30%.

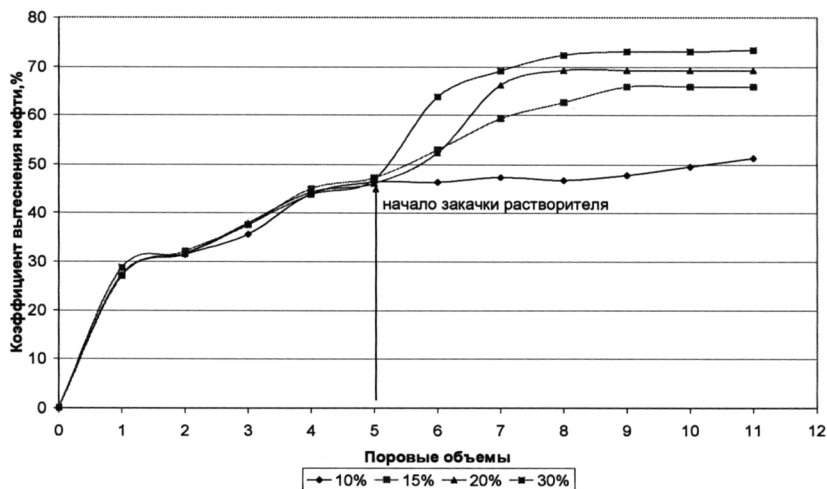


Рисунок 5 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти от объема закачанного растворителя.

Из графика зависимости коэффициента вытеснения тяжелой нефти Ашальчинского месторождения от объема закачанного совместно с паром растворителя абсорбент 50/370 при температуре 150 °С, представленного на рисунке 5 видно, что закачка растворителя в объеме 10 % от объема пор незначительно увеличивает коэффициент вытеснения тяжелой нефти.

Следовательно, для эффективного вытеснения тяжелой нефти теплоносителем совместно с углеводородным растворителем необходимый объем растворителя должен превышать 10 % от порового объема пласта. Дальнейшее увеличение объема растворителя зависит от условий достижения экономически рентабельного объема дополнительной добычи нефти.

Результаты, полученные в ходе фильтрационных испытаний, были обработаны с использованием методов статистического анализа. Получена зависимость коэффициента вытеснения нефти от относительного объема закачанного растворителя, представленная на рисунке 6.

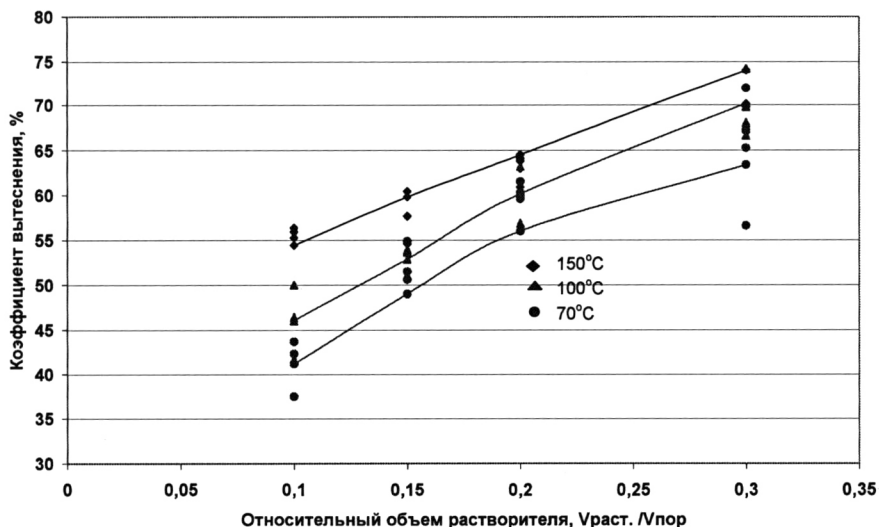


Рисунок 6 – Зависимость коэффициента вытеснения нефти Ашальчинского месторождения от относительного объема закачанного растворителя.

Из рисунка 6 видно, что между величинами коэффициента вытеснения нефти и относительным объемом закачанного растворителя и температурой закачки агента существует зависимость. Для определения ее аналитического вида была найдена эмпирическая формула зависимости. Для этого применялись подходы, аналогичные описанным при определении зависимости вязкости от концентрации растворителя и температуры смеси.

Эта зависимость исследовалась при изменении переменных в следующих пределах: температуры от 70 °C до 150 °C, объема закачанного растворителя от 10 % до 30 % от объема пор.

Формула зависимости коэффициента вытеснения нефти от объема закачанного растворителя и температуры вытесняющего агента имеет следующий вид:

$$K_{\text{в}} = A \ln \frac{V_{\text{расм}}}{V_{\text{пор}}} + B \quad (4)$$

где T – температура вытесняющего агента, °С,

$K_{\text{в}}$ – коэффициент вытеснения нефти,

A и B – коэффициенты, зависящие от температуры вытесняющего агента и рассчитываемые по формулам:

$$A = 44,725 - \ln T, \quad (5)$$

$$B = 3,52 \ln T + 74,08, \quad (6)$$

Значимый коэффициент корреляции для рассматриваемого числа степеней свободы составляет 0,823.

В четвертой главе определены условия эффективного применения растворителей совместно с теплоносителем на основе расчетов зависимости давления насыщенных паров водяного пара и растворителя от температуры, приводятся описание технологического процесса выработки залежей трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей, а также результаты промысловых испытаний технологического процесса на опытном участке Мордово-Кармальского месторождения.

Таким образом, на основе проведенных лабораторных исследований и результатов физического моделирования были разработаны два технологических процесса выработки залежей трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей.

Первый технологический процесс основан на совместном применении углеводородных растворителей и теплоносителя на нагнетательных скважинах, на которых согласно РД 153-39.0-459-06 проводится закачка водяного пара. Этот процесс может предусматривать следующие варианты проведения опытно-промышленных работ:

– паротепловое воздействие с чередующейся закачкой теплоносителя и нефтяного растворителя. В качестве нефтяного растворителя предлагается нефрас 130/150. Закачка оторочки растворителя производится насосным агрегатом с последующей продавкой теплоносителем;

– совместная закачка теплоносителя и нефтяного растворителя. В качестве нефтяного растворителя предлагается нефрас 150/330 или Абсорбент А-2. При осуществлении технологии парогравитационного воздействия на пласт закачка растворителя проводится дозировкой реагента в паронагнетательную линию одновременно с закачкой пара;

– циклическая закачка растворителя и теплоносителя.

Проведена оценка экономического эффекта от применения паротеплового воздействия совместно с углеводородным растворителем в ценах и налоговых условиях 2009 г. Экономический эффект в расчете на 1 скважино-операцию за срок проявления технологического эффекта оценивается в 1459 тыс. руб.

Второй технологический процесс основан на совместном применении углеводородных растворителей и в качестве теплоносителя - горячей воды. В качестве растворителя предлагается использовать абсорбент А-2 или нефрас 150/330. Температура закачиваемой воды должна быть не ниже 70 °С.

Экспериментальная совместная закачка горячей воды и растворителя осуществлена на опытном участке скважины № 97 Мордово-Кармальского месторождения в апреле 2009 г. (рисунок 7). В качестве растворителя применялся растворитель печное топливо, производимый на базе Карабашской УКПН НГДУ "Лениногорскнефть". Топливо печное представляет собой смесь предельных углеводородов $C_8 - C_{21}$, получаемая прямой перегонкой нефти. До закачки растворителя скважина № 97 не принимала горячую воду, в нее было закачено 15 м³ растворителя. После закачки указанного объема растворителя была произведена закачка горячей воды. Приёмистость скважины при этом составила 158,4 м³/сут. Эксперимент продолжается. На данную технологию составлен руководящий документ ОАО "Татнефть" РД 153-39.1-604-08.

выбора углеводородных растворителей для паротеплового воздействия на залежи тяжелых нефтей.

3. Определена эффективность вытеснения тяжелой нефти при паротепловом воздействии совместно с углеводородными растворителями в зависимости от способа закачки и относительного объема растворителя при температурах от 70 °С до 150 °С. Получены статистические модели зависимости коэффициента вытеснения тяжелой нефти от относительного объема растворителя, составляющего от 10 % до 30 % от объема пор, в указанном интервале температур. Также установлено влияние на коэффициент вытеснения нефти температурной и растворяющей составляющих паротеплового процесса совместно с растворителем.

4 Разработан технологический процесс разработки залежей трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей при паротепловом воздействии совместно с растворителями.

5. Разработан технологический процесс разработки залежей трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей при совместном применении горячей воды и углеводородных растворителей, который реализуется на опытной участке скв. №97 Мордово-Кармальского месторождения.

Основное содержание работы изложено в следующих публикациях (в т.ч. в 3 изданиях, рекомендованных ВАК):

1. Рахимова, Ш.Г. Физическое моделирование процесса паротеплового воздействия совместно с растворителями [Текст] / Рахимова Ш.Г. // Нефтяное хозяйство. – 2009, № 9.- С. 46-47.

2. Рахимова, Ш.Г., Амерханов, М.И., Хисамов, Р.С. Возможности использования нефтяных растворителей в технологиях паротеплового воздействия [Текст] / Рахимова Ш.Г., Амерханов М.И., Хисамов Р.С. // Нефтяное хозяйство.-2009, № 2.- С.34-37.

3. Ибатуллин, Р.Р., Амерханов, М.И, Рахимова, Ш.Г., Ибрагимов, Н.Г., Хисамов, Р.С., Фролов, А.Н. Методы управления парогравитационным

воздействием с помощью двухустьевых скважин [Текст] / Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Рахимова Ш.Г., Ибрагимов Н.Г., Хисамов Р.С., Фролов А.Н. // Нефтяное хозяйство.-2008, № 7.- С.64-65.

4. Рахимова, Ш.Г. Исследование возможности использования нефтяных растворителей при паротепловой обработке залежей высоковязких нефтей [Текст] / Рахимова Ш.Г., Амерханов М.И. и др. // Материалы IV Всероссийской научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия», 26-27 июня 2008 г. ООО "Интерконтакт Наука", 2008, - С. 55-57.

5. Рахимова, Ш.Г. Исследование влияния растворителей на коэффициент нефтеизвлечения тяжелой нефти при тепловом воздействии [Текст] / Рахимова Ш.Г., Амерханов М.И., Ибатуллин Р.Р. и др. // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть.–М.: ОАО "ВНИИОЭНГ".–2008.–С.185-193.

6. Рахимова, Ш.Г. Лабораторные исследования влияния растворителей на коэффициент нефтеизвлечения тяжелой нефти при тепловом воздействии [Текст] / Рахимова Ш.Г., Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Новичкова Т.Н., Латыпов Р.Р. // Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов: Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во "Фэн", 2008.– С. 343-347.

7. Рахимова, Ш.Г., Влияние на подготовку нефти нефтяных растворителей, применяемых для добычи сверхвязких нефтей [Текст] / Рахимова Ш.Г., Амерханов М.И., Хисамов Р.С., Андриянова О.М. // Материалы Международной научно-практической конференции " Нефтегазпереработка-2009". – Уфа: Изд-во ГУП ИНХП РБ, 2009,- С. 44-45.

8. Рахимова, Ш.Г. Исследование совместного применения теплового воздействия и углеводородных растворителей для разработки залежей тяжелых нефтей и битумов [Текст] / Рахимова Ш.Г., Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Хисамов Р.С. // Материалы II Междунар. науч. симпозиума. – В 2т. – Т.1. – М.: ОАО " Всерос. нефтегаз. науч.- исслед. ин-т", 2009,– С. 216-219.

10 =

Отпечатано в секторе оперативной полиграфии
института «ТатНИПИнефть», ОАО «Татнефть»
тел.: (85594) 78-656, 78-565

Подписано в печать 23.10.2009 г.
Заказ №23100901 Тираж 100 экз.